

Наилучший ингибирующий эффект при добавлении в модельный полимер-глинистый раствор продемонстрировал частично гидролизированный полиакриламид Реасар. Как было отмечено выше, связано это с тем, что механизм данного ингибитора основан на уменьшении количества несвязанной воды в буровом растворе и образовании полупроницаемой полимерглинистой мембраны, препятствующей проникновению воды в глубокие слои глинистого образца. Не было обнаружено синергетического эффекта от совместного применения органического реагента Реасар и неорганической соли KCL. Органический реагент СНПХ ингибирующего эффекта не продемонстрировал, увеличив глинистый образец даже больше, чем исходный модельный раствор.

**Выводы:**

- Неорганические соли проявили ингибирующие свойства, уменьшив увеличение глинистого образца по сравнению с исходным модельным раствором. Следует отметить, что отсутствие фильтрата в порах глины вызвало интенсивное всасывание жидкой фазы бурового раствора в первые часы эксперимента.
- Наилучшие ингибирующие свойства показал частично гидролизированный полиакриламид Реасар, увеличив глинистый образец на 15%.
- Синергетический эффект от совместного применения органического и неорганического реагентов обнаружен не был.

*Работа выполнена при финансовой поддержке ФЦП «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2014 - 2020 годы» (уникальный идентификатор работы RFMEFI57815X0119).*

**Литература**

1. Грей Дж.Р., Дарли Г.С.Г. “Состав и свойства буровых агентов”. М.: Недра, 1985.
2. Диссертация Егоровой Е.В. “Разработка ингибирующего бурового раствора для бурения в глинистых отложениях”. – Астрахань 2010. – 194 с.
3. Середя Н.Г., Соловьев Е.М. “Бурение нефтяных и газовых скважин”. –М. «Недра» 1974. – 455 с.
4. З. З. Шарафутдинов, Ф. А. Чегодаев, Р. З. Шарафутдинова. “Буровые и тампонажные растворы. Теория и практика : справочник” / — СПб.: Профессионал, 2007. — 416 с.
5. Ghimici, L., Dragan, S., 2002. “Behaviour of cationic polyelectrolytes upon binding of electrolytes: effects of polycation structure, counterions and nature of the solvent”. Colloid. Polym. Sci. 130–134.
6. L. Sawney. “Selective sorption and fixation of cations by minerals: a review” Clays and Clay Minerals, 1972, 20, 93-100.

**ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ БУРОВОГО РАСТВОРА  
НА РАСТЕПЛЕНИЕ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ПОРОД**

**Н.Е. Мацяускас**

*Научный руководитель А.В. Минаков*

*Сибирский Федеральный Университет, г. Красноярск, Россия*

Вечная мерзлота – это часть криолитозоны, характеризующаяся отсутствием периодического протаивания, осложняющее трудовую деятельность при освоении территории. Огромное количество проблем возникает при аэродромном, гражданском, дорожном строительстве, а также при освоении нефтегазоконденсатных месторождений Восточной Сибири. Строительство и эксплуатация нефтегазоносных объектов в условиях вечной мерзлоты осложняется проблемой частичного или полного оттаивания грунтов вблизи объектов, являющихся источником тепла. При деградации вечной мерзлоты, повышении температурных состояний мерзлых грунтов и протаивание, наблюдается стремительное снижение несущей способности установленных конструкций в скважине, при существующих нагрузках на конструкцию происходит частичная или полная деформация. При строительстве и эксплуатации скважин происходит активное оттаивание окружающих пород, в результате чего образуются просадки, обвалы, пустоты, которые могут способствовать ряду негативных факторов и даже аварий в процессе бурения и эксплуатации скважин. Что приводит к долгосрочным ремонтам, простаиванию скважины и значимым потерям добываемого флюида.

Проблематика строительства скважин на вечной мерзлоте заключаются в том, что в течение определенного периода работы скважины происходит оттаивание окружающих мерзлых горных пород, в результате происходит изменение состояния многолетнемерзлого грунта. Считается [1], что сильно льдистые породы способны уменьшаться в объеме, впоследствии чего в них создаются пустоты. Часть которых может заполняться в теплый период года оттаявшими породами с верхней части горизонта, создавая каверны, приустьевые воронки или карстовые пустоты, требующие немедленной герметизации во избежание нарушений устойчивости скважины. Определение температурного поля многолетнемерзлых пород вокруг работающей скважины является гарантом качества ее устойчивости. Поэтому актуальной проблемой данного исследования является создание и обоснование модели взаимосвязанных температурных режимов жидкости в скважине и находящихся вокруг горных пород изучаемого горизонта.

Технологическому прогрессу бурения и строительства скважин в вечной мерзлоте способствовали теоретические исследования, касающиеся определения подвижной границы зоны оттаивания мерзлых пород вокруг скважин. В одной из работ по данному направлению решается уравнение нестационарной теплопроводности [2]. Данное теоретическое решение не может быть использовано на практике из-за сложности

применения. И.А. Чарный [3] с применением метода последовательной смены стационарных состояний удалось получить приближенное решение задачи, которое применимо только лишь для больших временных интервалов (30-50 лет). В.Т. Седов в своей работе [4] предложил математическую модель оттаивания мерзлых горных пород вокруг одной скважины, учитывающую теплоперенос от талой зоны к мерзлой. В процессе решения автор принял ряд допущений, названных предельными переходами, на основе которых получена зависимость радиуса оттаивания с учетом разности тепловых потоков на границе растепления. Зависимость, полученная В.Т.Седовым, является простой для численного эксперимента и может применяться как одна из методик при решении задачи о распределении зоны оттаивания. Г.В. Зверев и А.Ю. Тарасов в работе [5] по определению радиуса изменения агрегатного состояния пород, радиуса влияния скважины, объема оттаявших пород с течением времени в период эксплуатации скважины, отмечено, что радиус оттаивания не ограничивается расчетными значениями. С увеличением радиуса влияния скважины, вследствие особенностей поведения горных пород при оттаивании на протяжении влияния, породы частично находятся в талом состоянии, частично в мерзлом.

Целью настоящей работы является создание математической модели и метода расчёта теплового взаимодействия бурового раствора с многолетнемёрзлыми породами в зоне скважины.

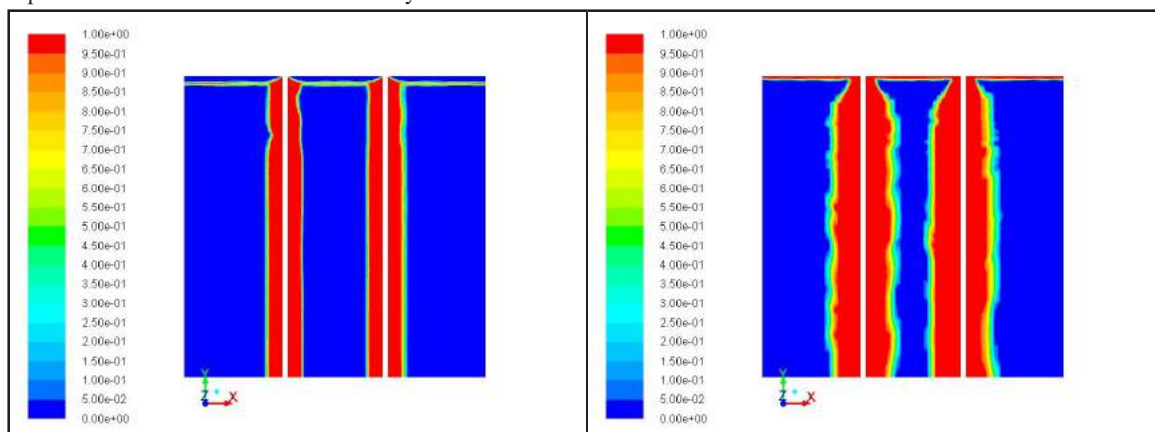
В работе решаются следующие задачи:

1. Изучение строения ММП в зоне распространения и анализ геологических условий скважины.
2. Построение математической модели годового растепления.
3. Разработка методики расчёта температуры бурового раствора в скважине и вокруг нее в условиях вечной мерзлоты.
4. Определение радиуса протаивания ММП с учётом строения криолитозоны, теплового воздействия бурового раствора при промывке скважин.
5. Обоснование температуры бурового раствора на входе в бурильную колонну и выходе из неё, с учетом мощности выделения тепла при работе долота.

Методика расчета процесса растепления основана на методе жидкости в ячейках. В этом методе, граница расплава не отслеживается в явном виде. Вместо этого величина, называемая жидкой фракцией, которая указывает на долю объема ячеек, находящихся в жидком состоянии, связана с каждой ячейкой в расчетной области. Жидкая фракция вычисляется на каждой итерации, на основе баланса энтальпии. В двухфазной зоне жидкая фракция имеет значение от 0 до 1. Она моделируется как «псевдо» пористая среда, в которой пористость уменьшается от 1 до 0, что свидетельствует о затвердевании материала. Когда материал полностью затвердевает в ячейке, пористость становится равной нулю и, следовательно, скорость также падает до нуля.

Проведено тестирование разработанной модели на ряде задач нестационарной теплопроводности с учетом фазового перехода. Адаптация модели проведена на экспериментальных данных по скорости растепления грунта, полученных для модельных скважин.

Результаты моделирования одного из вариантов расчета приведены на рисунке. Как видно, в данном варианте расчета происходит интенсивное растепление грунта. Без использования теплоизолирующих материалов применение скважин в поставленных условиях становится невозможным.



**Рис. 1. Границы зоны растепления вокруг скважин в моменты времени 20 и 1500 суток с начала работы скважины**

В данной работе была реализована и протестирована и модель растепления вечномёрзлых грунтов. Показано, что при достаточном количестве входных данных для модели (таких как: плотность, коэффициент теплопроводности, скрытая теплота плавления, теплопроводность слоев почвы, достоверная литология, температуры на поверхности почвы, и т.д.) возможно приемлемой точностью описать процесс растепления вечномёрзлых грунтов.

#### Литература

1. Шевелева Д.В. Динамика сложного теплового взаимодействия нефтяных и газовых скважин с многолетнемёрзлыми породами: Автореферат. Дис. ... канд. физ-мат. наук. – Тюмень, 2008г. – 19 с.

2. Рогов В.В. Теплообменные процессы в криолитозоне и их использование при оптимизации технологии крепления скважин: Автореферат. Дис. ... канд. техн. наук. – Ухта, 2013г. – 19 с.
3. Чарный И.А. Неустановившееся движение реальной жидкости в трубах. – М.: Недра, 1975. – 296 с.
4. Седов В.Т. Теплообмен при бурении мерзлых пород. – М.: Недра, 1990. – 127 с.
5. Зверев Г.В, Тарасов А.Ю. Расчет и анализ воздействия многолетнемерзлых пород на крепление скважины №338 Ванкорского месторождения в период эксплуатации//ISSN 2224-9923. Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – Иркутск, 2013. – № 8. – С. 41 – 51.

## АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ ВИНТОВЫХ ЗАБОЙНЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ ПРОИЗВОДСТВА КОМПАНИЙ ООО «РАДИУС-СЕРВИС» И ООО «ВНИИБТ-БУРОВОЙ ИНСТРУМЕНТ» НА ДУЛИСЬМИНСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ

**В.В. Мельников**

*Научный руководитель старший преподаватель А.В. Епихин*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Лидерами отечественного нефтегазового машиностроения в области изготовления винтовых забойных двигателей (ВЗД) являются фирмы ООО «Радиус-Сервис» и ООО «ВНИИБТ-Буровой инструмент». Заказчиками бурового оборудования у данных компаний, являющиеся крупнейшие нефтегазовые компании России, такие как: НК «Роснефть», ООО «Газпром», ОАО «НГК Славнефть», ЗАО «ССК, ЗАО «Русь-Ойл» и другие [1-4]. В рамках данной научной работы был проведен анализ применения ВЗД данных производителей на примере Дулисьминского нефтегазоконденсатного месторождения.

Дулисьминское нефтегазоконденсатное месторождение (ДНГКМ) - крупное месторождение, расположено в Киренском районе Иркутской области в 90 км северо-западнее г. Киренска и 80 км магистрального нефтепровода (МНП) ВСТО, в 70 км на северо-восток от Ярактинского НГКМ [5]. Основным буровым оборудованием для проводки скважин на данном месторождении на сегодняшний день являются винтовые забойные двигатели производства «Радиус-Сервис» и «ВНИИБТ-Буровой инструмент» различного типоразмера от 240 мм, применяемых при бурении под направление и кондуктор, до 120 мм, необходимые для бурения горизонтального участка ствола скважины под хвостовик.

При выборе двигателя необходимо учитывать условия бурения каждой конкретной скважины. Для получения высоких технико-экономических показателей и безотказной работы ВЗД следует учитывать ряд факторов: требуемые условия для достижения плановых параметров скважины; проходимость КНБК в скважину с установленным углом перекося двигателя; забойные температуры; работоспособность буровых насосов, для создания требуемого перепада давления и создания крутящего момента на валу двигателя (порядка 30-40 атм.); контроль максимально допустимой осевой нагрузки, приведенной в долотной программе [4].

Отметим, что последние три фактора являются основополагающими при достижении межремонтного периода (МРП), установленных заводом изготовителем и лабораторией по ремонту и обслуживанию ВЗД ООО «ВОСТОК». Межремонтный период достигается путем наработки на двигатель, рассчитываемой из часов циркуляции бурового раствора в скважине. Значения МРП для ассортимента двигателей ДНГКМ: 240 мм – 150 часов циркуляции; 172 мм – 200 часов циркуляции; 120 мм – 150 часов циркуляции.

Для анализа эксплуатации винтовых забойных двигателей производства компаний ООО «Радиус-Сервис» и ООО «ВНИИБТ-Буровой инструмент» на Дулисьминском НГКМ Иркутской области была сделана выборка 24 забойных двигателя трех типоразмеров (120 мм, 172 мм, 240 мм). Исследование заключалось в оценке работоспособности оборудования, контроле достижения критических значений люфтов, а также достижении или не достижении МРП. Анализ производился по отчетной документации (суточные рапорты, сведения о наработке оборудования) ООО «ВОСТОК» на ДНГКМ и личной регистрации показаний люфтов и визуального осмотра ВЗД.

В таблице 1 представлены полученные в ходе анализа результаты осмотра ВЗД типоразмера 240 мм, предназначенных для бурения в основном вертикальных участков ствола скважины под направление и под кондуктор [6, 7].

**Таблица 1**

**Результаты анализа технического состояния ВЗД типоразмера 240 мм**

Производитель	Маркировка	Время работы, ч			Проходка, м	Люфты (ос/рад/танг) мм/мм/град	Комментарии
		Бурение	Промывка и проработка	Циркуляция общая			
ВНИИБТ	ДГР-240М №79	112,6	43,85	156,45	2103	4/1/0	Исправен, достиг МРП
ВНИИБТ	ДГР-240М №84	65,24	55,99	121,23	1672,35	6/1/0	Не исправен (после ремонта)
ВНИИБТ	ДГР-240М №82	30	14,9	44,9	147	3/3/90	Слить БР не удалось, вал заклинен
ВНИИБТ	ДГР-240М №88	52,7	20,66	73,36	930	1/1/0	Исправен
РС	ДРУ-240РС №5410	74,6	64,8	139,4	1843	2/1/0	Исправен
РС	ДРУ-240РС №5420	86,12	68	154,12	1482,2	3/1/0	Исправен, достиг МРП
РС	ДРУ-240РС №5230	78,04	71,3	149,34	2230,1	2/0/0	Исправен
РС	ДРУ-240РС №5110	102,1	62,09	164,19	2412	4/2/30	Исправен, достиг МРП